

УДК 550.832

## СИНТЕЗ ФОНОВИХ ГЕОФІЗИЧНИХ КРИВИХ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ В ЧАСІ

I. О. Федак, В. А. Старостін, Я. М. Коваль, А. П. Доскіч

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,  
e-mail: meduzaf@ukr.net

Одним із ефективних способів вирішення геологічних задач є свердловинні дослідження зміни геофізичних параметрів пластів-колекторів в часі. Для проведення такої інтерпретації необхідно мати в наявності як нові дослідження, так і дослідження проведені у свердловині на початкових етапах розроблення родовища. У згаданий період вся геолого-геофізична інформація оформлялась на паперових носіях і зберігалась у спеціальних архівах. Період зберігання таких матеріалів становить десятки років, що погано впливає на якість самих носіїв. Окрім цього, в силу періодичного їх використання та різноманітних форсмажорних обставин, частина матеріалів частково або повністю втрачається. Втрачається не просто папір, а цінна інформація, повторне отримання якої дуже ускладнене або взагалі неможливе. В роботі дається теоретичне обґрунтування можливості синтезу або часткового відновлення втрачених геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення збережених геолого-геофізичних матеріалів з використанням комп'ютерних технологій.

Ключові слова: геофізика, каротажні криві, фоновий замір, інтерпретація, почасові заміри, синтез кривих, інтерполяція.

Одним из эффективных способов решения геологических задач есть скважинные исследования временных изменений геофизических параметров пластов-коллекторов. Для проведения такой интерпретации необходимо иметь в наличии как новые исследования, так и исследования, проведенные в скважине на начальных этапах разработки месторождения. В упомянутый период вся геолого-геофизическая информация оформлялась на бумажных носителях и сохранялась в специальных архивах. Период хранения таких материалов составляет десятки лет, что плохо влияет на качество самих носителей. Кроме этого, в силу периодического их использования и разнообразных форсмажорных обстоятельств, часть материалов частично или полностью теряется. Теряется не просто бумага, а ценная информация, повторное получение которой крайне усложнено или вообще невозможно. В работе дается теоретическое обоснование возможности синтеза или частичного возобновления потерянных геофизических кривых с допустимой точностью на основе статистической обработки сохраненных геолого-геофизических материалов с использованием компьютерных технологий.

Ключевые слова: геофизика, каротажные кривые, фоновое измерение, интерпретация, временные измерения, синтез кривых, интерполяция.

*Borehole surveys of the changes of geophysical parameters of reservoirs in the course of time are considered to be one of the effective ways to solve geological problems. To carry out such an interpretation it is necessary to have both the new studies, and the studies conducted in the well on the initial stages of the field development. In the mentioned period, all the geological and geophysical information was presented in the written form on a paper and kept in special archives. The storage period of such materials is ten years that has negative impact on quality of the sources themselves. In addition, due to their periodic use and a variety of force majeure circumstances the material is partially or completely lost. It is not just paper that is lost but the valuable information, the repeated getting of which is very difficult or even impossible. This paper provides a theoretical justification for the possibility of synthesis or partial recovery of lost geophysical curves with the acceptable accuracy based on statistical processing of the preserved geological and geophysical data with the help of the computer technologies.*

Key words: geophysics, logging curves, background measurement, interpretation, hourly measurements, synthesis of the curves, interpolation.

Перспективи розвитку української економіки на даному історичному етапі вказують на різке збільшення попиту вітчизняної промисловості на нафту і газ у майбутньому. Нажаль, ці стратегічні для усього світу ресурси є дуже обмеженими на тлі зростання енергоємних економік розвинутих країн. Україна має змогу тільки частково забезпечити свої потреби у цих енергоносіях власним видобутком, і змушена брати участь у жорсткій конкурентній боротьбі за цей ресурс на міжнародних ринках. У світлі таких обставин уряд України зобов'язаний забезпечити як пошук та розвідку нових покладів нафти і газу на території нашої держави, так і інтенсифікацію видобутку та підвищення ефективності роботи існуючих нафтогазових родовищ.

Більшість родовищ нафти і газу на Україні розробляються протягом десятків років і є на грані виснаження покладів. Тобто перебувають на завершальних етапах розроблення. Видобування вуглеводнів на таких родовищах для великої нафтогазової компанії, такої як НАК «Нафтогаз України», чи її дочірньої компанії «Укрнафта», є економічно не вигідним через малий об'єм залишків нафти і газу в продуктивних горизонтах, і великі потреби у додаткових коштах для підтримання рентабельної роботи. Тому заходи з підвищення ефективності видобування нафти і газу на існуючих родовищах пов'язані, в першу чергу, з пошуком ефективного власника – підприємства, якому буде вигідно вкладати кошти для розроблення таких покладів. Ефективність у цьому випадку

пов'язана не тільки з забезпеченням рентабельності роботи свердловин, але і досягнення максимального коефіцієнту вилучення такого важливого для держави ресурсу.

Отримання ліцензії на видобування вуглеводнів на таких ділянках потребує оцінки їх залишкових запасів, яку проводять науково-дослідні інститути даного профілю та інші геолого-розвідувальні підприємства. Об'єм робіт з оцінки залишкових запасів вуглеводнів сьогодні дуже великий, що пов'язано з значним виснаженням покладів більшості нафтогазових родовищ України і виставленням на тендер прав на їх дорозроблення.

Основою для проведення оцінки залишків вуглеводнів у продуктивних пластах нафтогазових родовищ є широкий спектр геологічних, геофізичних та промислових даних. Визначальне місце тут займають результати геофізичних досліджень свердловин, проведені у пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, пробурених на перших етапах розроблення того чи іншого родовища. Каротажні криві, отримані на ранніх етапах розроблення родовищ несуть у собі дуже важливу інформацію про їх геологічну будову, початкові коефіцієнти пористості, проникності, нафтогазонасичення продуктивних пластів, пластові тиски, положення газорідинних та водонафтових контактів тощо.

**Актуальність проблеми**, яка вирішується у даній роботі полягає у наступному. Каротажні діаграми, записані у період, коли у геофізиці були відсутні цифрові технології, зберігаються у спеціальних архівах у паперовому вигляді. Існує ряд негативних чинників, які загрожують цілісності інформації на паперових носіях: “вигорання” кривих на сонці та поступове стирання внаслідок періодичного користування діаграмами, поступове фізичне руйнування паперового носія протягом тривалого часу зберігання, вологість, грибки, комахи, гризуни, випадкове знищення, втрата та інші форсмажорні обставини. В будь-якому випадку, втрата тієї чи іншої діаграми – це, в першу чергу, втрата важливої невідновлюваної інформації.

Одним із ефективних способів дослідження зміни характеристик продуктивних пластів-колекторів є почасові свердловинні вимірювання їх геофізичних параметрів. Вивчення динаміки процесів, які відбуваються у пластах колекторах дають змогу вирішувати ряд важливих геологічних задач. Згадані вище методики втрачають зміст, якщо немає у наявності фонових кривих, записаних на початкових етапах розроблення родовища, оскільки ефекти можна виявити тільки порівнюючи різночасові вимірювання у свердловині.

**Метою роботи** є наукове обґрунтування методики синтезу або відновлення втрачених геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення існуючих геолого-геофізичних матеріалів з використанням комп'ютерних технологій.

**Завдання**, які необхідно виконати для досягнення поставленої мети, наступні:

- проаналізувати морфологію каротажних кривих і визначити характерні точки, які стануть ключовими під час синтезу фонових кривих;
- обґрунтувати методи інтерполяції точок синтезованої геофізичної кривої на основі тенденцій зміни основних параметрів продуктивних пластів у сусідніх свердловинах;
- на прикладі одного із нафтогазових родовищ провести синтез геофізичних кривих;
- провести порівняння синтезованих кривих з фактичними та визначити коефіцієнт їх сходження;
- продемонструвати на реальному прикладі можливість та ефективність використання синтезованих кривих для проведення інтерпретації почасових вимірювань геофізичних параметрів.

Почасові вимірювання у свердловинах проводять багатьма геофізичними методами для вирішення ряду важливих геологічних задач. Це стосується дослідження динаміки формування електрохімічної активності гірських порід після виходу свердловини з буріння [1] для виділення тріщинно-порових колекторів в теригенних відкладах, а також для розділення колекторів за характером насичення. Поширена методика почасових вимірювань методами нейтронного каротажу із закачуванням у проникні пласти індикаторних рідин для виділення водонесних і нафтоносних колекторів за різною швидкістю розформування зони проникнення [2]. На кафедрі геофізичних досліджень свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу дано наукове обґрунтування методики визначення обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою, з почасовими вимірюваннями інтенсивності радіоактивного випромінювання у свердловині в процесі закачування у пласти-колектори радонового індикатора [3].

У згаданих вище методиках проміжок часу між послідовними вимірами є досить короткий. Тобто усі необхідні вимірювання робляться практично одночасно. В таких випадках проблема відсутності фонових вимірювань не виникає, оскільки фонове вимірювання робиться безпосередньо перед так званим індикаторним.

Але є ряд методик почасових вимірювань у свердловинах, коли в якості фонових вимірювань приймаються каротажні криві, отримані під час проведення комплексу геофізичних досліджень у процесі будівництва свердловини. Дані геофізичні криві, як правило, фіксують початкові параметри пластів-колекторів. І вдруге отримати таку інформацію неможливо. За таких обставин згадані каротажні криві набувають неабиякої цінності. Підтвердженням цих слів є існування державного контролю за збереженням усієї геолого-геофізичної інформації у спеціальних державних архівах. Але доступ до державного архіву є істотно обмеженим. Далеко не кожен, хто потребує первинної геолого-геофізичної інформації може нею скористатись.

У зв'язку з викладеними вище обставинами, в даній роботі пропонується спосіб синтезу геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення існуючих геолого-геофізичних матеріалів для подальшого їх використання під час вивчення динаміки зміни геофізичних і геологічних параметрів пластів-колекторів у часі.

З появою радіоактивних методів дослідження свердловин виникла реальна можливість створити способи розділення нафто- і водонасичених колекторів в обсаджених сталюю колоною експлуатаційних свердловинах. Над вирішенням цієї проблеми в лабораторії ядерної геофізики МІНХ і ГП ім. І.М. Губкіна працював колектив учених під керівництвом В.Н. Дахнова і А.І. Холіна. Результатом роботи стала розробка декількох модифікацій радіоактивних методів і на основі усебічного геолого-промислового аналізу матеріалів свердловинних досліджень була доведена геологічна достовірність та ефективність таких методів для контролю за розробленням нафтогазових родовищ [4,5]. У другій половині 60-х років минулого століття М.Х. Хуснулліним була розроблена теорія і запропонований радіогеохімічний метод дослідження свердловин, що полягає у використанні ефекту аномального підвищення природної радіоактивності пластів-колекторів [6,7]. Цей спосіб полягає у вимірюванні природного гамма-випромінювання до і після обводнення продуктивних пластів. Характер зміни природної радіоактивності між двома вимірюваннями є критерієм для визначення насичення пластів: природна радіоактивність нафтоносних пластів залишається без змін, а обводнених пластів – аномально підвищується.

При нагнітанні води у поклад на передній частині фронту витіснення утворюється буферна облямівка, що представляє собою суміш закачуваної води із залишковими водами покладу. Оскільки вважається, що радій в нафтовому покладі міститься у залишкових водах, то буферна облямівка збагачується радієм, концентрація якого досягає 3,5-10 Бк/дм<sup>3</sup>. Під впливом поверхневих сил капілярних систем, пластова вода набуває властивостей низькополярних розчинників і її розчиняюча здатність різко зростає. Тому, сульфати і карбонати кальцію, барію, радію, що випадають в осад у нормальних умовах, в капілярній системі пласта знаходяться у розчиненому стані. Поступаючи у свердловину, пластова вода відновлює свої властивості високополярного розчинника. Сульфати і карбонати кальцію, барію, радію частково осідають на цементному камені і стінках фільтра у вигляді радіокальцита і радіобарита, частково виносяться на поверхню. У результаті виникають радіогеохімічні аномалії на ділянках, де їх раніше не було, тобто поява нових радіогеохімічних аномалій пов'язана з початком обводнення [8,9,10].

Розглянемо практичний приклад синтезу кривої гамма-каротажу свердловини №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища навпроти продуктивного горизонту В-19н,

де відбулося часткове обводнення нижньої частини і утворилася радіогеохімічна аномалія. В нашому випадку в наявності є уся необхідна інформація по досліджуваній і сусідніх свердловинах №3, №33, №134 і №23. Скориставшись інформацією із сусідніх свердловин та запропонованою нижче методикою, буде синтезована ділянка кривої гамма-каротажу, яка характеризує досліджуваний пласт. Провівши порівняння синтезованої і реальної кривих гамма-каротажу, буде оцінено ефективність запропонованої методики.

Для створення такої методики, насамперед необхідно в загальному проаналізувати особливості морфології кривих гамма-каротажу. Такий аналіз можна провести, дослідивши особливості реєстрації інтенсивності радіоактивного випромінювання гірських порід у свердловині.

Закони радіоактивного розпаду та розсіювання гамма-квантів у середовищі визначають середню кількість подій, які спостерігаються під час великої кількості вимірювань в повністю ідентичних умовах. Результати таких вимірювань, будучи характеристиками випадкових процесів, зазнають випадкових коливань, які називаються статистичними флуктуаціями. Такі вимірювання характеризуються розподілом імовірностей Пуассона, згідно якого імовірність  $P(m)$  спостереження  $m$  подій дорівнює:

$$P(m) = \frac{\lambda^m \times e^{-\lambda}}{m!}, \quad (1)$$

де  $\lambda$  – параметр розподілу Пуассона, який дорівнює дисперсії  $\sigma_m^2$  випадкової величини:

$$\lambda = \sigma_m^2. \quad (2)$$

Таким чином, абсолютна середньоквадратична похибка кількості зареєстрованих гамма-квантів

$$\sigma_m = \sqrt{\lambda}, \quad (3)$$

а відносна похибка

$$\delta_m = \frac{\sigma_m}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\lambda}}. \quad (4)$$

Отже, похибка залежить тільки від кількості зареєстрованих гамма-квантів. Якщо використати параметр інтенсивності гамма-випромінювання  $I_\gamma$ , який вказує на швидкість реєстрації гамма-квантів за одиницю часу, то формули (3) і (4) набувають вигляду:

$$\sigma_m = \sqrt{I_\gamma t}; \quad (5)$$

$$\sigma_{I_\gamma} = \frac{\sigma_m}{t} = \sqrt{\frac{I_\gamma}{t}}; \quad (6)$$

$$\delta_{I_\gamma} = \delta_m = \frac{1}{\sqrt{I_\gamma t}}. \quad (7)$$

Відхилення кількості гамма-квантів від середнього (дійсного) значення не перевищує  $\sigma_m = \sqrt{\lambda}$  з імовірністю 68,3%,  $2\sqrt{\lambda}$  – з імовірністю 95,4% і  $3\sqrt{\lambda}$  – з імовірністю 99,7 [11].

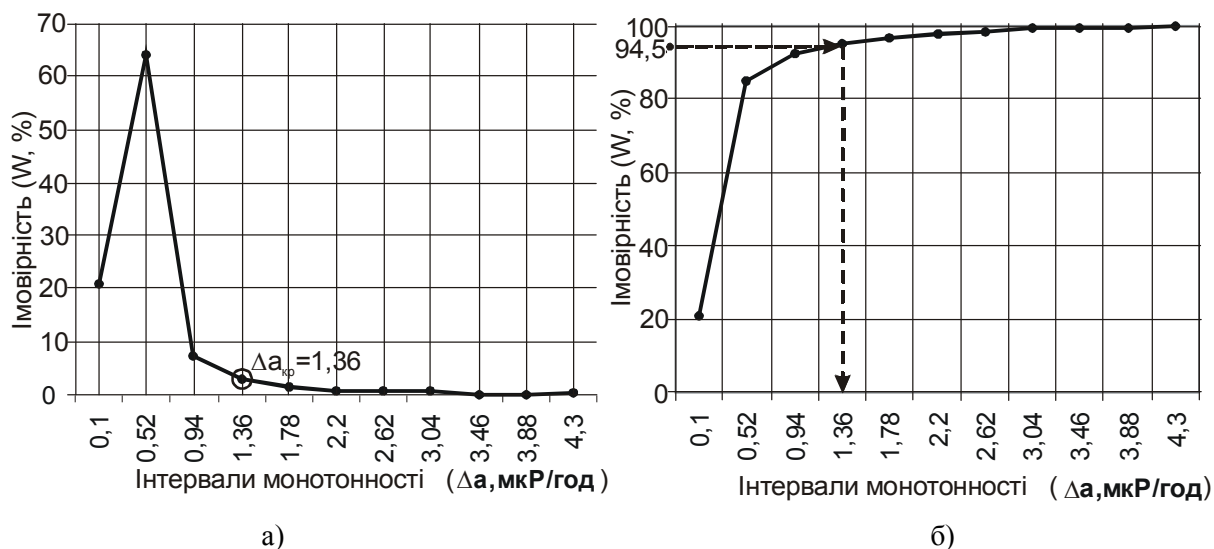


Рисунок 1 – Диференційний (а) та інтегральний (б) розподіли інтервалів монотонності кривої гамма-каротажу

Відповідно до проведеного аналізу та скориставшись науковим обґрунтуванням алгоритму програми TRANSF [12], було проведено фільтрацію гамма-каротажних кривих з метою усунення статистичних флуктуацій. За даним алгоритмом критерієм встановлення границь пластів є виділення істотних інтервалів монотонності на кривих гамма-каротажу. Монотонність інтервалу характеризує різниця у показках методу між двома сусідніми екстремумами:

$$\Delta a_i = |a_i - a_{i+1}|. \quad (8)$$

Побудувавши розподіл імовірностей Пуассона за інтервалами монотонності досліджуваних кривих, нами знайдено критичне значення  $\Delta a_{кр}$ , яке відсікає на графіку розподілу (рис. 1(а)) флуктуації від змін показів гамма-каротажу, що характеризують дійсну зміну природної радіоактивності гірських порід. Значення інтегральної функції в критичній точці (рис. 1(б)) дорівнює 95,4% (2σ).

Отримане значення  $\Delta a_{кр}$  дає змогу відфільтрувати статистичні флуктуації на гамма-каротажній кривій (рис. 2).

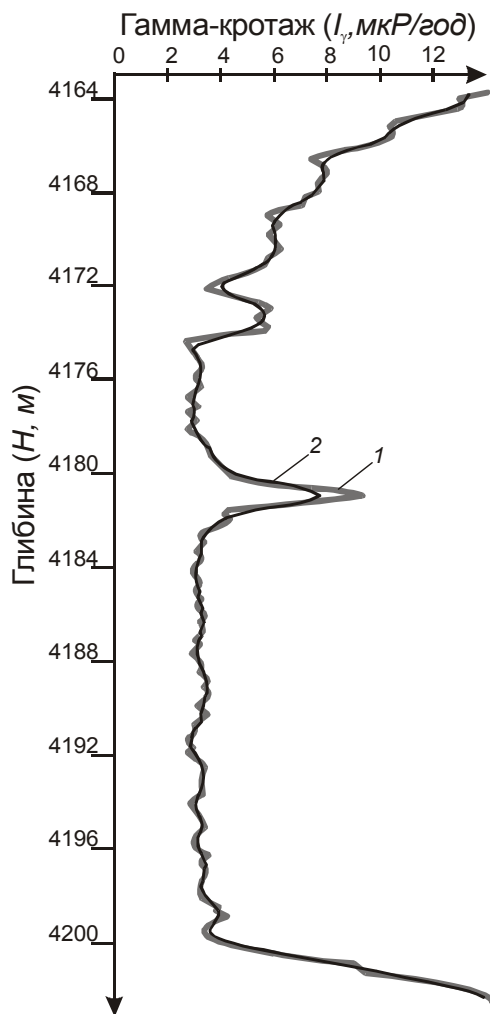
Другою особливістю гамма-каротажних кривих є їх форма в залежності від товщини пласта, його нахилу, характеристик вміщуючих порід, особливостей будови свердловини, тощо. Вказані чинники обумовлюють різноманітність форм каротажних кривих, які можна узагальнити і виділити серед них декілька класів. Для проведення цієї роботи необхідно розглянути принцип теоретичного розрахунку кривих гамма-каротажу [13].

Кількість гамма-квантів, які виникають в елементарному об'ємі середовища  $dV$  з масовим вмістом  $q$  радіоактивних елементів дорівнює:

$$I = C_g q \rho dV, \quad (9)$$

де  $C_g$  – стала, яка визначає вихід гамма-квантів;

$\rho$  – густина середовища.



1 – оригінальна каротажна крива,  
2 – відфільтрована каротажна крива

Рисунок 2 – Результат фільтрування гамма-каротажної кривої, зареєстрованої у свердловині №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища навпроти горизонту В-19н

Потік гамма-квантів від елементарного об'єму  $dV$  на відстані  $R$  у вакуумі встановлюється, виходячи з умови рівномірного розподілу всіх гамма-квантів на поверхні сфери:

$$dI = \frac{C_6 q \rho dV}{4\pi R^2}. \quad (10)$$

Реальне середовище, з одного боку, зменшує за експоненціальним законом потік гамма-квантів за рахунок їх поглинання. З іншого боку, інтенсивність гамма-випромінювання збільшується унаслідок появи у всьому об'ємі середовища розсіяних гамма-квантів:

$$dI = \frac{C_6 q \rho}{4\pi R^2} e^{-\mu R} dV, \quad (11)$$

де  $\mu$  – ефективний коефіцієнт ослаблення інтенсивності гамма-випромінювання.

Для розрахунку кривої гамма-каротажу навпроти одиночного пласта товщиною  $h$  у свердловині з радіусом  $r_c$  (рис. 3) необхідно ввести циліндричну систему координат з початком, розташованим на осі свердловини.

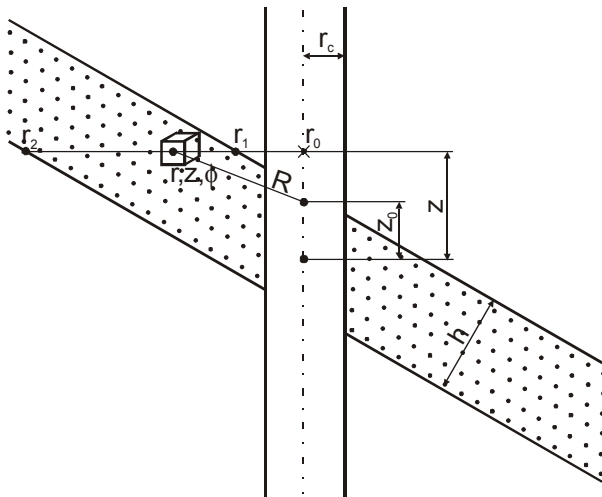


Рисунок 3 – Схема для розрахунку гамма-каротажних кривих [13]

За умовою задачі

$$dV = r dr dz d\phi \quad (12)$$

і

$$R = \sqrt{r^2 + (z - z_0)^2}, \quad (13)$$

де  $r, z, \phi$  – координати елементарного об'єму, а  $z_0$  – координата точкового детектора гамма-квантів, що знаходиться на осі свердловини ( $r_0=0$ ).

Інтенсивність гамма-випромінювання в точці  $z_0$  отримаємо, проінтегрувавши рівняння (11):

$$I(z_0) = \frac{C_6 q \rho}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_{z_1}^{z_1+h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{e^{-\mu \sqrt{r^2 + (z-z_0)^2}}}{r^2 + (z-z_0)^2} r dr dz d\phi, \quad (14)$$

де  $z_1 = z_1(r, \phi)$  – рівняння підосви пласта;

$r_1$  і  $r_2$  – координати точок перетину площин покрівлі і підосви пласта прямою, яка проходить через точку  $z$  на осі свердловини перпендикулярно до неї;

$h_0$  – видима товщина пласта, пов'язана з його дійсною товщиною  $h$  співвідношенням:

$$h_0 = \frac{h}{\sin \alpha}, \quad (15)$$

де  $\alpha$  – кут нахилу пласта.

У випадку горизонтального пласта ( $\alpha = 0$ ):  $z_1 = \text{const}$ ;  $r_1 = r_c$ ;  $r_2 = \infty$ . А вираз (14) набуває наступного вигляду:

$$I(z_0) = \frac{C_6 q \rho}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_{z_1}^{z_1+h} \int_{r_c}^{\infty} \frac{e^{-\mu \sqrt{r^2 + (z-z_0)^2}}}{r^2 + (z-z_0)^2} r dr dz d\phi. \quad (16)$$

Інтегруючи за  $\phi$  і увівши для інтегралу по  $r$  нову змінну  $t = \mu \sqrt{r^2 + (z - z_0)^2}$ , отримаємо

$$I(z_0) = -\frac{C_6 q \rho}{2} \int_{z_1}^{z_1+h} E_i \left( -\mu \sqrt{r_c^2 + (z - z_0)^2} \right) dz, \quad (17)$$

де  $E_i(x) = -\int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt$  – табульована інтегральна показникова функція.

Координату  $z$  в інтегралі (17) зручно замінити безрозмірною змінною  $u = \mu(z - z_0)$ . В результаті отримуємо

$$I(z_0) = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{\mu(z-z_0)}^{\mu(z-z_0)+\mu h} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (18)$$

В середині пласта  $\left( z_1 - z_0 = -\frac{h}{2} \right)$  інтенсивність досягає максимального значення:

$$I_{\max} = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{-\frac{\mu h}{2}}^{\frac{\mu h}{2}} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (19)$$

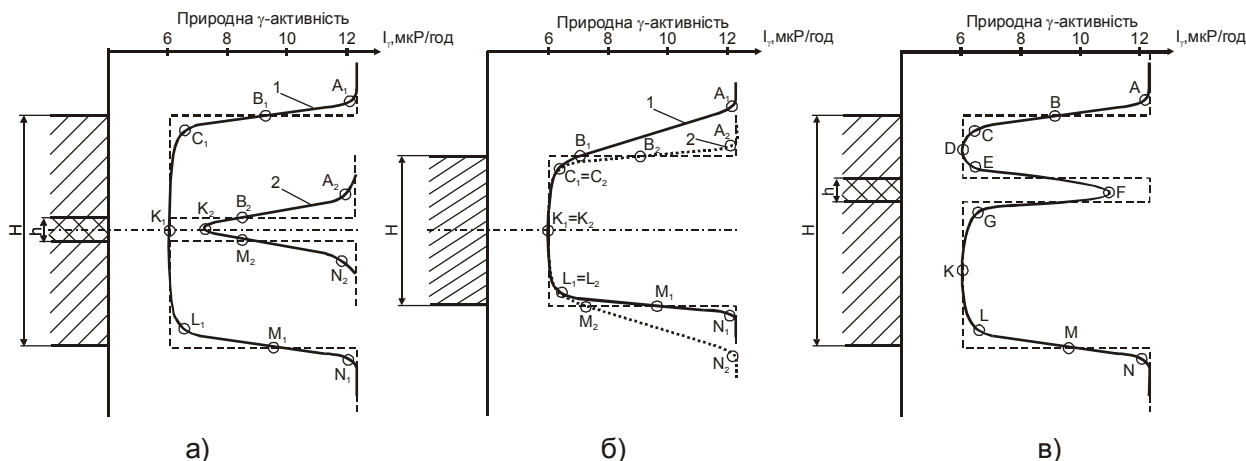
У випадку нескінченної товщини гранична інтенсивність зареєстрованого гамма-випромінювання дорівнює

$$I_{\infty} = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{-\infty}^{\infty} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (20)$$

Отже, в залежності від товщини пласта, його нахилу, характеристик вмшуючих порід, крива гамма-каротажу може приймати різні форми: симетричної аномалії з “плоским” або з “загостреним” максимумом (рис. 4а); несиметричної аномалії з перехідною зоною в покрівлі або підосві пласта (рис. 4б). Окрім цього, у пласті можуть спостерігатися тонкі прошарки іншої літології, що призводить до появи невеликих локальних аномалій (рис. 4в).

Аналіз форм теоретичних кривих гамма-каротажу дав змогу виділити ряд характерних точок, які стали основою запропонованої методики синтезу фонових геофізичних кривих. Точка А ( $A_1, A_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі пласта-колектора в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пласта з підвищеною радіоактивністю до пласта з низькою радіоактивністю. Точка В ( $B_1, B_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу,





а) для пласта великої товщини  $H$  (крива 1) і малої товщини  $h$  (крива 2); б) для пласта великої товщини з перехідною зоною в покрівлі пласта (крива 1) і у підшві пласта (крива 2); в) для пласта великої товщини  $H$  з глинистим прошарком товщиною  $h$ .

**Рисунок 4 – Узагальнені форми теоретичних кривих гамма-каротажу навпроти пластів-колекторів та їх характерні точки**

що відповідає границі покрівлі пласта-колектора. Точка С ( $C_1$ ,  $C_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі пласта в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора, до мінімуму амплітуди. Точка К ( $K_1$ ,  $K_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться в мінімумі амплітуди. Аналогічну характеристику має точка D (див. рис. 4 (в)). Вона використовується у випадку, коли амплітуда кривої гамма-каротажу навпроти пласта-колектора розбита на дві частини за рахунок наявності у геологічному розрізі тонкого глинистого прошарку. Ситуація може бути ускладнена наявністю декількох прошарків. Відповідно, точок такого типу буде завжди на одну більше, ніж тонких глинистих прошарків. Точка L ( $L_1$ ,  $L_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві пласта в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від мінімуму амплітуди до пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора. Точка M ( $M_1$ ,  $M_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, що відповідає границі підшви пласта-колектора. Точка N ( $N_1$ ,  $N_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві пласта-колектора в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора, до пласта з підвищеною радіоактивністю. Точка E (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі тонкого глинистого прошарку в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю цього прошарку, до максимуму амплітуди кривої гамма-каротажу навпроти нього. Точка F (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться в максимумі амплітуди кривої гамма-каротажу навпроти тонкого глинистого проша-

рку. Точка G (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві тонкого глинистого прошарку в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю цього прошарку, до мінімуму основної амплітуди. Точки E, F, G можуть повторюватись у випадку існування не одного, а декількох тонких глинистих прошарків.

Наступним етапом роботи було створення алгоритму дій для безпосереднього синтезу фонові кривої гамма-каротажу на основі кривих природної радіоактивності, зареєстрованих у сусідніх з досліджуваною свердловинах. Виходячи з міркувань про плавну зміну геофізичних характеристик пластів-колекторів (в тому числі і природної радіоактивності) по площі (за виключенням місць тектонічних порушень), автори запропонували представляти цю зміну певною інтерполяційною функцією, відповідно до якої можна розрахувати значення інтенсивності природного радіоактивного випромінювання в будь-якій точці пласта. Зауважимо, що мова йде саме про характерні точки на кривих гамма-каротажу, визначені в даній роботі. Використання інтерполяційної функції обумовлено дискретним характером апріорних даних інтенсивності природної радіоактивності в сусідніх з досліджуваною свердловинах.

Найпростішим видом інтерполяції є лінійна інтерполяція, в основі якої лежить апроксимація кривої на ділянці між точками у сусідніх свердловинах ( $d_i$ ;  $I_i$ ) та ( $d_{i+1}$ ;  $I_{i+1}$ ) прямою, яка проходить через ці точки. Рівняння прямої можна представити у вигляді:

$$\frac{I_x - I_i}{d_x - d_i} = \frac{I_{i+1} - I_i}{d_{i+1} - d_i} \quad (21)$$

або

$$I_x = \frac{I_i(d_x - d_{i+1}) - I_{i+1}(d_x - d_i)}{d_i - d_{i+1}}, \quad (22)$$

де  $I_x$  – шукане значення інтенсивності гамма-випромінювання в досліджуваній свердловині, яка знаходиться в координаті  $d_x$ ;

$I_i, I_{i+1}$  – значення інтенсивностей гамма-випромінювання в сусідніх свердловинах з координатами  $d_i$  та  $d_{i+1}$  відповідно.

Таким чином, маючи два значення  $I_i$  та  $I_{i+1}$  у свердловинах з координатами  $d_i$  та  $d_{i+1}$  за допомогою формул (21) і (22) можна знайти значення інтенсивності  $I_x$  у досліджуваній свердловині з координатою  $d_x$ . За умов наявності інформації про природну радіоактивність досліджуваного пласта з більшої кількості сусідніх свердловин, можна отримати точніший результат, використавши складнішу апроксимуючу функцію. Для цього необхідно знайти єдиний многочлен  $n$ -го степеня  $P_n(d)$ , який апроксимує функцію  $f(d)$  кривою, що проходить через усі  $n+1$  свердловини з координатами  $(d_i; I_i)$ , де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . В цьому випадку вказують, що многочлен задовольняє умові  $P_n(d_i) = I_i$  при  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . Знайти такий многочлен можна методом Лагранжа [14].

Під час даної інтерполяції задаються  $n+1$  значення  $(d_i; I_i)$ , де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . Передбачають, що точки  $(d_i; I_i)$  належать до кривої  $I = f(d)$  в інтервалі  $d_0 \leq d \leq d_n$ . Інтерполяційний многочлен для цього методу має вигляд

$$P_n(d) = I_0 b_0(d) + I_1 b_1(d) + \dots + I_n b_n(d), \quad (23)$$

де усі  $b_j(d)$  – многочлени степені  $n$ , коефіцієнти яких можна знайти за допомогою  $n+1$  рівнянь:

$$P_n(d_i) = I_i, \quad (24)$$

де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ .

В результаті отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} I_0 b_0(d_0) + I_1 b_1(d_0) + \dots + I_n b_n(d_0) = I_0 \\ \dots \\ I_0 b_0(d_n) + I_1 b_1(d_n) + \dots + I_n b_n(d_n) = I_n. \end{cases} \quad (25)$$

Якщо значення  $b_j(d_i)$  вибрані так, що

$$b_j(d_i) = \begin{cases} 1, \text{ при } i = j \\ 0, \text{ при } i \neq j, \end{cases} \quad (26)$$

то система рівнянь буде задоволена. Ця умова означає, що будь-який многочлен  $b_j(d)$  дорівнює нулю при кожному  $d_i$  окрім  $d_j$ . Відповідно, у загальному випадку многочлен  $b_j(d)$  має вигляд:

$$b_j(d) = C_j (d - d_0) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n). \quad (27)$$

Так як  $b_j(d_j) = 1$ , то коефіцієнт  $C_j$  визначається виразом

$$C_j = \frac{1}{(d_j - d_0) \dots (d_j - d_{j-1}) \times (d_j - d_{j+1}) \dots (d_j - d_n)}. \quad (28)$$

В результаті для шуканого многочлена отримаємо

$$P_n(d) = \sum_{j=0}^n y_j \left\{ (d - d_0) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n) \right\} \times \left\{ (d_j - d_0) \dots (d_j - d_{j-1}) \times (d_j - d_{j+1}) \dots (d_j - d_n) \right\}^{-1}. \quad (29)$$

Увівши позначення

$$L_j(d) = (d - d_0) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n), \quad (30)$$

можемо записати отриманий многочлен в компактнішому вигляді

$$P_n(d) = \sum_{j=0}^n I_i \frac{L_j(d)}{L_j(d_j)}. \quad (31)$$

Аналогічним чином визначають глибину кожної характерної точки  $h$ , проводячи розрахунки в координатах  $(d_i; h_i)$ .

Даний підхід був застосований для синтезу кривої гамма-каротажу горизонту В-19н у свердловині №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища, яка знаходиться в оточенні свердловин №134, №3, №23, №33 (рис. 5).

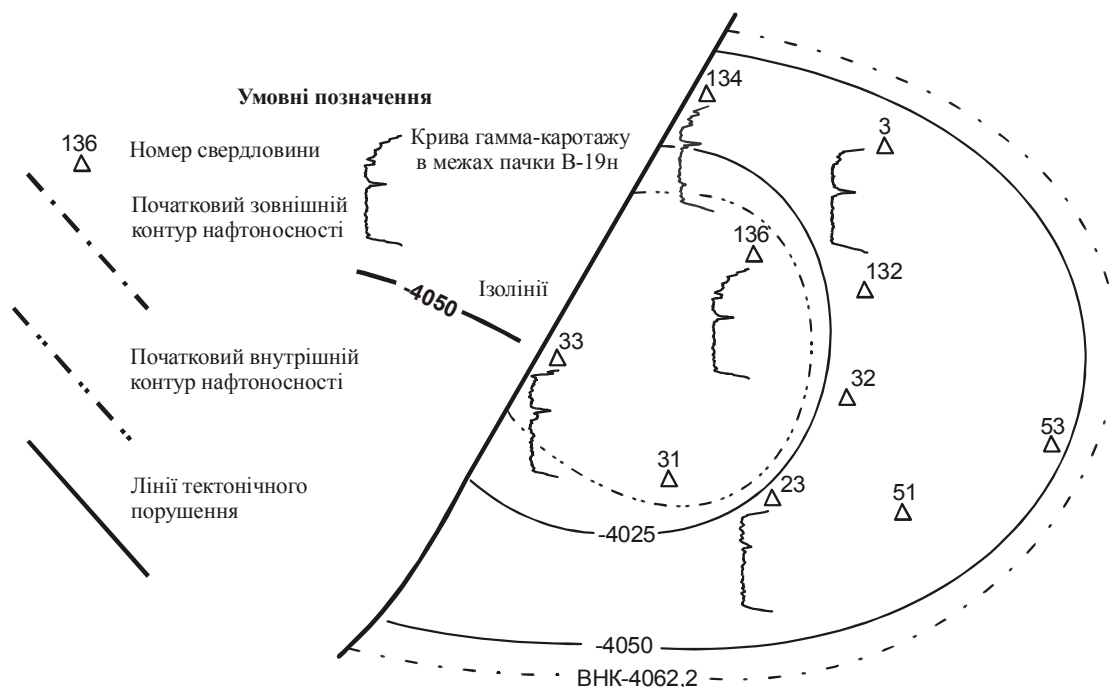
Порівняння оригінальної кривої гамма-каротажу інтервалу горизонту В-19н, зареєстрованої 31.10.1988р., з синтезованою гамма-каротажною кривою показало високу степінь схожості цих кривих (коефіцієнт кореляції становить  $R=0,86$ ). Використання синтезованої кривої дало змогу зафіксувати радіогеохімічну аномалію, яка виникла внаслідок обводнення частини продуктивного пласта (рис. 6).

## Висновки

Аномалії на гамма-каротажних кривих, зареєстрованих в нафтогазових свердловинах, що виникають навпроти пластів-колекторів, характеризуються великою різноманітністю форм. Це пов'язано з низкою геологічних чинників, які впливають на процес реєстрації гамма-активності гірських порід вздовж геологічного розрізу свердловини. В даній роботі, на основі аналізу морфології гамма-каротажних кривих виділено декілька основних форм аномалій та визначено характерні точки, які стали основою методики синтезу фонових геофізичних кривих для дослідження зміни геофізичних параметрів пластів-колекторів в часі.

Використовуючи методи оброблення числових даних науково обгрунтовано використання інтерполяції для відтворення характерних точок аномалії геофізичної кривої за даними сусідніх із досліджуваною свердловинами.

Отримана синтезована крива гамма-каротажу, яка відображає гамма-активність гірських порід в інтервалі продуктивного горизонту В-19 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища, розкритого свердловиною №136, показала високу степінь схожості з оригінальною кривою, зареєстрованою під час каротажу



**Рисунок 5 – Структурна карта покрівлі горизонту В-19н Коржівського нафтогазоконденсатного родовища на ділянці розташування свердловин №134, №3, №136, №33 і №23 (масштаб 1:10000) [15]**

цього інтервалу і є ефективною для виявлення підвищення гамма-активності пласта внаслідок обводнення частини продуктивного горизонту і формування в часі радіогеохімічної аномалії.

### Література

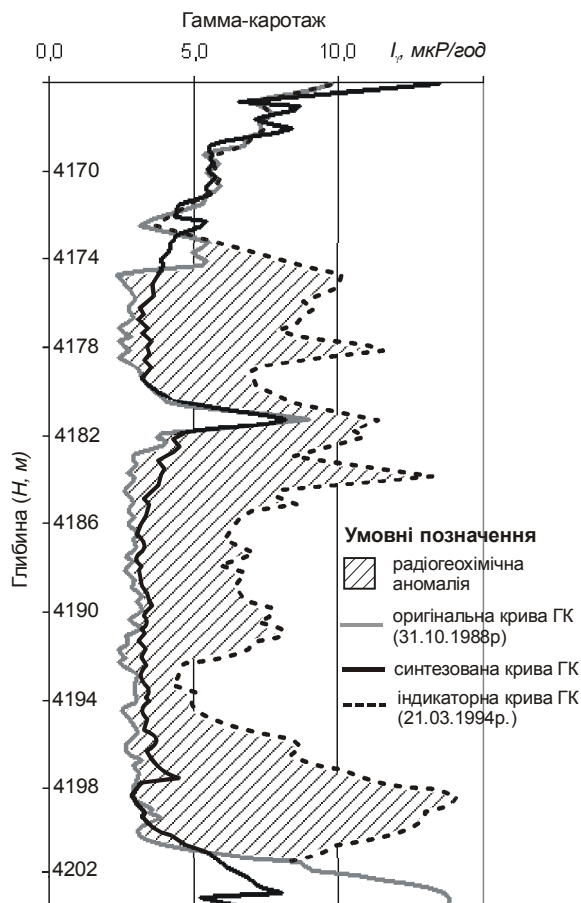
1 Прокопів В.И. Об использовании фильтрационных потенциалов самопроизвольной поляризации при определении характера насыщения сложно построенных терригенных коллекторов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: Львов: Изд.-во Львовского унив."Вища школа". – 1990. – № 27. – С. 34-39.

2 Орлинский Б. М. Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений Татарии / Б.М. Орлинский, Р. Х. Муслимов, В. Ф. Базив. – Казань : Татаркнигоиздат, 1972. – 361 с.

3 Старостін В.А. Перспективи радонового індикаторного методу у визначенні обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою (на прикладі Семенівського нафтового родовища) / В.А. Старостін, І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2 (19). – С.15 –19.

4 Султанов С.А. Практическое применение радиометрии скважин для определения водонефтяного контакта / С.А. Султанов // Нефтяник. – 1956. – №4. – С.29 – 30.

5 Султанов С.А. Применение радиометрии скважин для контроля за процессом разработки / С.А. Султанов // Опыт разработки нефтяных месторождений: мат.-лы Куйбышевского тех. совета Мин-ва нефт. пром-ти. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – С.34 – 42.



**Рисунок 6 – Ефективність використання синтезованої кривої гамма-каротажу для виявлення радіогеохімічного ефекту (свердловина №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища в межах горизонту В-19н)**



6 Хуснуллин М.Х. Способ разделения нефтеносных и обводненных от закачки пластов. Авт. свид. №201556. / М.Х. Хуснуллин // Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки. – 1967. – №18. – С.21 – 30.

7 Дворкин В.И. Использование радиогеохимического эффекта в очаге нагнетания для оценки заводненной толщины пласта / В.И. Дворкин // НТВ Каротажник. – 2001. – №85. – С. 45-54

8 Дудаев С.М. Возможности использования радиогеохимических эффектов на поздней стадии разработки многопластового нефтяного месторождения Узень / С.М. Дудаев, В.Г. Наумов, Ж.Е. Тулесинов // НТВ Каротажник. – 2003. – №109. – С. 124-137

9 Ипатов А.И. Опыт изучения радиогеохимических эффектов в пластах для контроля “поршневого” вытеснения нефти водой / А.И. Ипатов, И.В. Хромецкая // НТВ Каротажник. – 2007. – №4(157). – С. 31-48

10 Хуснуллин М.Х. Радиогеохимический метод изучения движения пластовых вод при разработке нефтяных месторождений : дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. / М.Х. Хуснуллин – М. : Недра, 1989. – 190 с.

11 Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов. / Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1982. – 368 с.

12 Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. / Дьяконова Т. Ф. – М. : Недра, 1991. – 215с.

13 Мейер В.А. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. – Л.: Изд-во Ленинград. Ун-та, 1981. – 329 с.

14 Шуп Т. Решение инженерных задач на ЭВМ: практическое руководство. / Т. Шуп; пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 238 с.

15 Геологическое строение и подсчет запасов Коржевского нефтегазоконденсатного месторождения. / Отчет по теме 7/88-89. – Чернигов: ПГО «Черниговнефтегазгеология», 1989. – 246 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
30.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором Орловим О.О.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. геол. наук Старостіним А.В.  
(ДП «Полтавське УГР», м. Полтава)*